



**Научно-практическая Конференция
им. Н.Н. Лисовского, г. Москва
31 мая – 02 июня 2023 года**

«Обоснование устьевого давления закачки воды на нефтяных месторождениях Западной Сибири»

**Авторы: А.Н. Янин, К.Е. Янин / ООО «ПБ «ТЭРМ» /
Докладчик: Янин Кирилл Евгеньевич / зам. ген. директора ООО «ПБ «ТЭРМ»/**

Цель исследования:

- 1) Изучить тенденции в развитии систем ППД на месторождениях Западной Сибири;

- 2) Обобщить фактические данные о динамике ФЕС пластов и устьевого давления нагнетания ($P_{\text{наг}}^{\text{устье}}$);

- 3) Установить связи между параметрами (ГФХ) пластов и фактическими устьевыми давлениями нагнетания, в т.ч. по НПК и УНПК (объекты с ТриЗ);

- 4) Выдать рекомендации по выбору рационального устьевого давления нагнетания в широком диапазоне параметров продуктивных пластов.

В Западной Сибири (за историю – до 2000 г.) проектированием и созданием систем ППД на месторождениях занимались ведущие специалисты СибНИИНП, Гипротюменнефтегаза, Главтюменнефтегаза и других организаций:

Аржанов Ф.Г., Батурин Ю.Е., Вагнер М.А., Воротилин О.И., Горбунов А.Т., Гусев Д.Г., Долгих М.Е., Евченко В.С., Ефремов Е.П., Ефремов И.Ф., Каган Я.М., Киршенбаум Р.П., Кисарев Е.Л., Коробовкин Р.В., Коршунов А.Ю., Кувшинов А.С., Лapidус В.З., Литваков В.У., Максимов В.П., Мамлеев Р.Ш., Медведев Н.Я., Медведский Р.И., Минин Н.И., Московцев О.А., Мухаметзянов Р.Н., Павлов Н.Е., Пастух П.И., Патер В.П., Погонищев В.И., Праведников Н.К., Рафиков Р.А., Репин В.И., Сайфуллин А.М., Саркисян Б.Р., Сафин В.Г., Свежинцев В.И., Толстиков Г.А., Фаин Ю.Б., Филановский В.Ю., Цариков В.И., Цымлянский Г.К., Шелепов В.В. и многие другие.

О роли устьевого давления нагнетания в разработке нефтяных месторождений

- Цитата 1976 года ведущих специалистов отрасли:

«Из многих факторов, определяющих эффективность заводнения, давление нагнетания является одним из важнейших»

Р.Х. Муслимов, А.В. Афанасьева, А.В. Валиханов, Г.Г. Вахитов, В.И. Грайфер, А.Т. Горбунов, Р.Н. Дияшев, Ю.П. Желтов, Э.Д. Мухарской, С.А. Султанов, С.В. Сафронов.

- Цитата 1992 года:

«Генеральной рекомендацией по активизации разработки ТРИЗ в НПК Башкирии является обеспечение $P_{наг}^{устье}$ – до 22 МПа с целью поддержания приёмистости – 100–150 м³/сут»

П.Ф. Викторов, К.Х. Гайнуллин, Е.В. Лозин, К.С. Баймухаметов, Э.М. Тимашев.

Постановка задачи

- В России ППД применяют – с 1947 года, а в Западной Сибири – с 1966 года. Проблема выбора оптимального давления в нагнетательных скважинах всегда привлекала внимание специалистов нефтяной отрасли.
- К настоящему времени, с учётом необходимости освоения ТРИЗ (с $K_{пр} < 1$ мД) в Западной Сибири проблема обоснования $P_{нагн}^{устье}$ – особенно обострилась.

В п. 6.15.5. «Рекомендации к системе ППД из «Правил подготовки технических проектов разработки месторождений УВС, 2019 г. указано, что в проекте:

«Обосновываются устьевые давления нагнетательных скважин, обеспечивающие проектные забойные давления».

Даются рекомендации по набору оборудования для обеспечения устьевого давления закачки. В табл. 36 РД приводятся забойные давления в добывающих и нагнетательных скважинах.

Вопрос

Откуда проектировщику следует брать величины $P_{наг}^{устье}$ – или $P_{заб}^{нагн}$?
Ответа на этот вопрос в «Правилах подготовки технических проектов разработки месторождений УВС, 2019 г.» – нет.

Тенденции в развитии систем ППД в Западной Сибири

- 1) «Адаптация» систем разработки месторождений (в т.ч. ППД) к ухудшающейся структуре запасов, включая ТРИЗ нефти;
- 2) Применение в УНПК более «жёстких» систем разработки с доведением соотношения $N_{доб}/N_{нагн} \rightarrow 1,5$;
- 3) Повышение устьевого давления нагнетания (в УНПК – до 23 МПа);
- 4) Массовое проведение ГРП в нагнетательных ННС (НПК, УНПК);
- 5) Применение нагнетательных ГС в зонах с НПК/УНПК;
- 6) Смена типов закачиваемых вод (сеноман \rightarrow пресная);
- 7) Регулирование объёмов закачки воды по «ячейкам» скважин с помощью ЗДФМ; Оценка перетоков воды в соседние пласты;
- 8) Строительство «ПКНС» на удалённых участках объектов с ТРИЗ, требующих применения более высоких давлений нагнетания;
- 9) Переход (в НПК, УНПК) от «стационарной» – к «периодической» (циклической) закачке воды, с увеличенным временем простоя.

Темпы освоения систем ППД в Западной Сибири на 20 ^{ти} «крупнейших» месторождениях

Место- рождение	Годы		ΔТ, лет	Место- рождение	Годы		ΔТ, лет
	Ввода	Начала ППД			Ввода	Начала ППД	
Аганское	1973	1974	1	Приобское	1988	1991	3
Варьёганское	1974	1977	3	Фёдоровское	1973	1974	1
Ватинское	1965	1971	6	Самотлорское	1969	1970	1
Зап.-Сургутское	1965	1967	2	Сев.-Покурское	1976	1978	2
Лянторское	1978	1980	2	Талинское	1980	1983	3
Малобалыкское	1984	1986	2	Тайлаковское	2005	2006	1
Мамонтовское	1970	1970	—	Тевл.-Русскинское	1986	1987	1
Повховское	1978	1979	1	Усть-Балыкское	1964	1966	2
Покачёвское	1977	1979	2	Южно-Сургутское	1976	1978	2
Приразломное	1986	1988	2	Южно-Ягунское	1982	1984	2

Среднее ΔТ (задержки с началом ППД) составляет ~ 2 года

Факторы, влияющие на выбор $P_{наг}$ устье

Геологические	Технические	Технологические
<ul style="list-style-type: none"> • проницаемость пласта • нефтенасыщенная толщина • гидропроводность пласта • глубина залегания пласта • латеральное распространение • неоднородность разреза ($V^2_{посл}$) • глинистость породы • расстояние до соседних пластов • наличие близких разломов • наличие АВПД в залежи • характеристики «базисных» и прочих объектов; различие свойств их пластов 	<ul style="list-style-type: none"> • конструкция и глубина скважин • техническое состояние скважин • возраст нагнетательных скважин • техническое состояние водоводов и их возраст • применяемое скважинное оборудование • степень загрязнения ПЗП • проведение ГРП (или отсутствие) • выполн. ГТМ (обработки ПЗП) • тип закачиваемой воды; • КВЧ, содержание нефтепродуктов 	<ul style="list-style-type: none"> • многоярусность (число пластов в составе ЭО, их различие по ФЕС) • Зав. $K_{рт}$ разреза от $P_{наг}$ • стадия разработки • текущее пластовое давление; • период отработки (на нефть) нагнетательных скважин • система разработки (воздействия) • соотношение действующих $N_{доб}/N_{наг}$ • накопленная компенсация, % • вертикальное горное давление • давление «авто-ГРП» • учёт опыта соседних месторождений

Плюс: учёт экономических факторов и ограничений

Что говорит «теория» об определении $P_{\text{наг}}$?

По А.П. Крылову «оптимальное» давление нагнетания в случае реализации *законтурного заводнения* (на ВПК) равно:

$$P_{\text{н.у.}} = \sqrt{\frac{z \cdot C_{\text{скв.}}}{t \cdot W \cdot K_{\text{н}} \cdot C_{\text{э}}}} - P_{\text{ст.}} + P_{\text{пл.}} + P_{\text{тр.}}, \quad (1)$$

где: $P_{\text{н.у.}}$ – давление на устье нагнетательной скважины [бар];

z – коэффициент полезного действия установки;

$C_{\text{скв.}}$ – стоимость 1^й скважины [в рублях];

t – продолжительность работы нагнетания [сут.];

W – количество энергии, необходимой для повышения давления на 1 бар для 1м³ воды [дж/бар·м³];

$K_{\text{н}}$ – коэффициент продуктивности нагнетательной скважины [м³/сут·бар];

$C_{\text{э}}$ – стоимость 1^{го} джоуля энергии [руб/дж];

$P_{\text{ст.}}$ – давление столба (жидкости) в скважине [бар];

$P_{\text{пл.}}$ – пластовое давление на линии нагнетания [бар];

$P_{\text{тр.}}$ – потери давления на трение [бар].

/ Ист.: К.М. Донцов «Теория и практика разработки нефт. местор. // М., Недра, 1965. С.152-153 «Выбор давления нагнетания при законтурном заводнении»/.

В изложенной постановке не учитывается ряд важных параметров, влияющих на обоснование устьевого давления нагнетания.

• Перечень изученных 42 месторождений

- | | | |
|------------------------|-----------------------|---------------------|
| ▪ Аганское | ▪ Могутлорское | ▪ Советское |
| ▪ Ван-Еганское | ▪ Муравленковское | ▪ Суторминское |
| ▪ Варьёганское | ▪ Мыхпайское | ▪ Тагринское |
| ▪ Ватинское | ▪ Нонг-Еганское | ▪ Талинское |
| ▪ Вать-Еганское | ▪ Ореховская площадь | ▪ Тарасовское |
| ▪ Вахское | ▪ Повховское | ▪ Тайлаковское |
| ▪ Верхне-Салымское | ▪ Покачёвское | ▪ Урьевское |
| ▪ Западно-Ключевское | ▪ Поточное | ▪ Усть-Балыкское |
| ▪ Западно-Могутлорское | ▪ Приобское (СЛТ) | ▪ Фёдоровское |
| ▪ Западно-Сургутское | ▪ Приобское (ЮЛТ) | ▪ Холмогорское |
| ▪ Кечимовское | ▪ Пылинское | ▪ Южное |
| ▪ Ключевское | ▪ Самогторское | ▪ Южно-Киньяминское |
| ▪ Мамонтовское | ▪ Северо-Варьёганское | ▪ Южно-Талинское |
| ▪ Мегионское | ▪ Северо-Покачёвское | ▪ Южно-Ягунское |

• Перечень изученных 100 пластов

A ₁₋₂	A ₇ ⁰	AB ₂	AC ₄	AC ₁₀	B ₄ ⁰	B ₈ ²	B ₁₂	BВ ₈ ¹⁻²	BC ₁₋₂	BC ₇	BC ₁₀₋₁₁	BP ₁₀₋₁₁	Ю ₂ ¹⁻³	ЮС ₁
A ₁ ¹	A ₇₋₈	AB ₃	AC ₄₋₈	AC ₁₀₋₁₁	B ₅	B ₉	BВ ₁ ⁶	BВ ₉	BC ₁₋₅	BC ₉	BC ₁₁	BP ₁₄	Ю ₂₋₃	ЮС ₂
A ₁ ²	A ₈	AB ₃₋₆	AC ₅₋₆	AC ₁₁	B ₆	B ₉ ¹⁻¹	BВ ₂	BВ ₁₀	BC ₂	BC ₈	BC ₁₁ ²	Ю ₁	ЮВ ₁	ЮК ₁₀
A ₃	AB ₁	AB ₄	AC ₆	AC ₁₂	B ₇	B ₉ ¹⁻²	BВ ₃	BВ ₁₀ ⁰	BC ₂₋₃	BC ₁₀	Ачим	Ю ₁ ¹	ЮВ ₁ ¹	ЮК ₁₁
A ₄	AB ₁ ¹⁻²	AB ₄₋₅	AC ₇	B ₁	B ₇ ⁰	B ₁₀	BВ ₆	BВ ₁₀ ¹⁻²	BC ₃	BC ₁₀ ¹	BC ₁₆₋₁₈	Ю ₁ ²	ЮВ ₁ ²	
A ₅	AB ₁₋₂	AB ₅	A ₇₋₈	B ₂₋₃	B ₈ ⁰	B ₁₀ ²	BВ ₈	BC ₀	BC ₄	BC ₁₀ ²	BP ₈	Ю ₂	ЮВ ₂ ¹⁻²	
A ₇	AB ₁ ³	AB ₆	AC ₉	B ₄	B ₈ ¹	B ₁₁	BВ ₈ ⁰	BC ₁	BC ₅	BC ₁₀ ¹⁻²	BP ₉			

Параметры пластов и величины $P_{\text{наг}}^{\text{устье}}$ на изученных 42 месторождениях Зап. Сибири

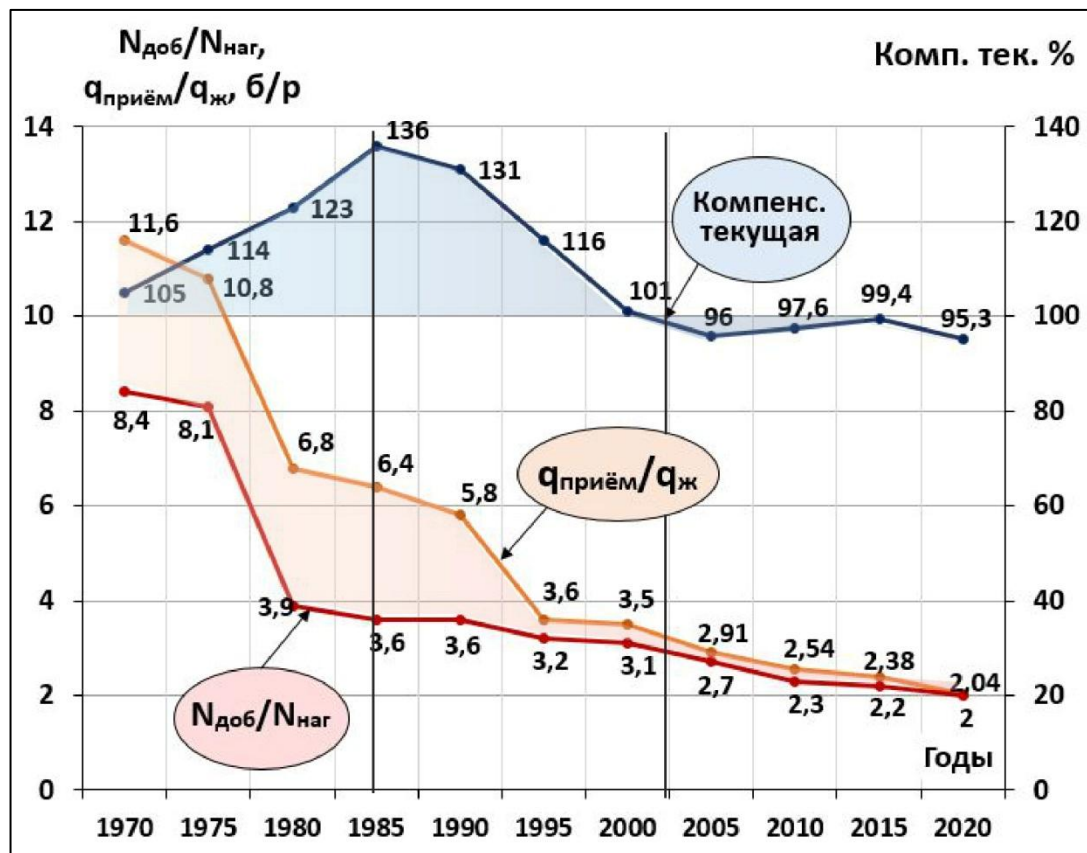
Параметры	Интервалы изменения	Среднее значение
Глубина залегания пластов, м	1530 – 3020	2292 м
Нефтенасыщенная толщина, м	1,6 – 19,1	6,6 м
Проницаемость, мД	2 – 900	130 мД
Проводимость, мД×м	10 – 6585	709 мД×м
Гидропроводность, Д·см/спз	0,4 – 865	73
Вязкость нефти, спз	0,3 – 12,4	1,7 спз
Начальное $P_{\text{пл}}$, МПа	15,8 – 29,9	23 МПа
Устьевое давл. нагнет., МПа	10 – 21,5	15 МПа

Влияние $P_{наг}^{устье}$ на показатели разработки НПК/ УНПК (ТРИЗ)

Низкие $P_{наг}^{устье}$		Высокие $P_{наг}^{устье}$	
Преимущества	Недостатки	Преимущества	Недостатки
<ul style="list-style-type: none"> • Техническая долговечность и надёжность нагнет. скважин • Отсутствие «Авто-ГРП» • Не надо учитывать азимут трещины ГРП (Авто-ГРП) • Низкий $\Sigma ВНФ$ 	<ul style="list-style-type: none"> • Низкая приёмистость или её отсутствие • Падение $P_{пл}$ в залежи • Падение дебитов добывающих скважин • Низкий $K_{рт}$ разреза • Низкие темпы отбора НИЗ нефти • Увеличение сроков разработки • Ухудшение экономических показателей (NPV) 	<ul style="list-style-type: none"> • Рост приёмистости нагнет. скважин • Хорошая энергетика • Увеличение дебитов скважин • Увеличение темпов отбора НИЗ нефти • Сокращение сроков разработки • Увеличение КИН (при учёте азимута трещин ГРП /Авто-ГРП/) 	<ul style="list-style-type: none"> • «Перекомпенсация» отборов – закачкой • Рост $P_{пл}^{тек} > P_{пл}^0$ (до 100 атм) • «Утечки» воды в соседние пласты /создание АВПД/ • Снижение тех. надёжн. нагнет. скважин • Создание длинных трещин Авто-ГРП • Рост темпов обводнения скважин • Увеличение затрат на ППД

Показатели разработки нефтяных месторождений ХМАО-Югры за 2020-2021 гг.

Показатели	2020 г. факт	2021 г. проект
Закачка воды, млн.м ³	69 655	72 391
Добыча жидк., млн.т	61605	63 574
Добыча нефти, млн.т	12 127	12 332
Комп. : текущая, %	95	99
накопленная, %	102	103
Действ. фонд нагн. скв.	37 788	40 109
Действ. фонд добыв. скв.	76 979	80 849
Соотн. $N_{доб}/N_{наг}$ (действ.)	2,04	2,01
Кратность ТИЗ нефти, лет	38,5	35,7
Накопленный ВНФ, т/т	4,08	4,15
Текущ. обводнённость, %	89,3	89,5
Отбор от НИЗ нефти, %	60,8	61,8
Текущий КИН, доли ед.	0,217	0,221
Средний дебит нефти, т/сут	8,5	8,3
Средн. дебит жидк., т/сут	79,3	78,9
Средняя приём., м ³ /сут	162	177
Соотн. «приём.»/ дебит $q_{ж}$	2,04	2,24
Прокачка $\tau_{пл}$, доли пор.	0,875	0,903

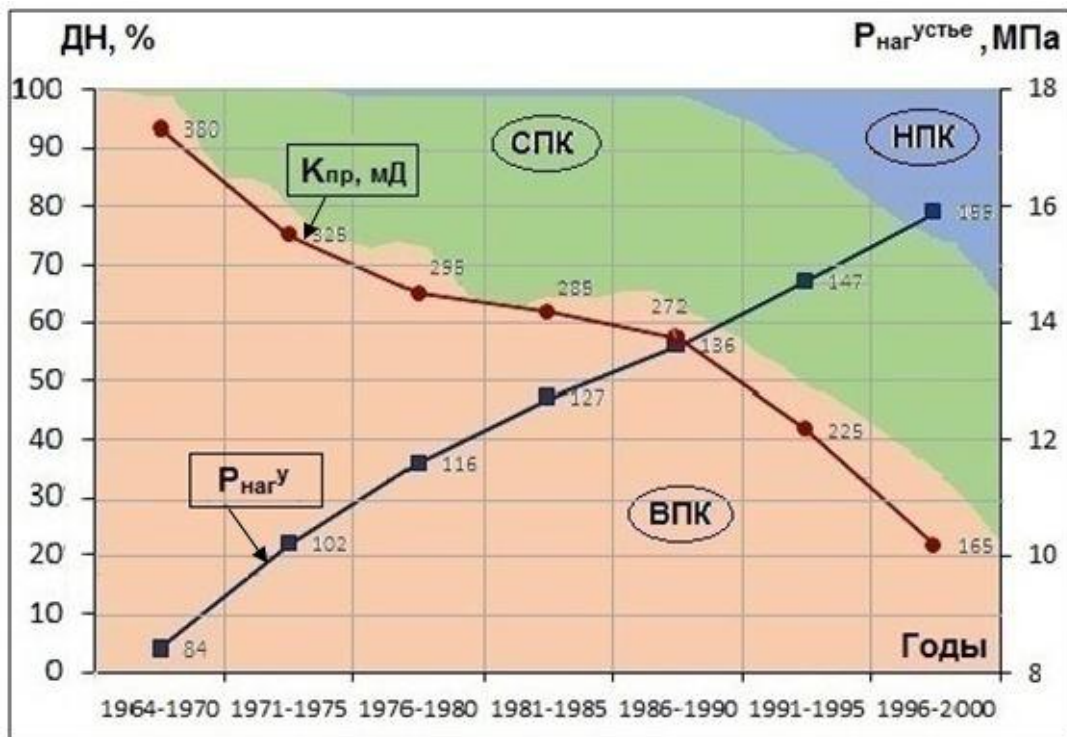


**Динамика: а) текущей компенсации;
б) соотношения $N_{доб}/N_{наг}$;
в) соотношения приёмистости и дебита жидкости
по местор. ХМАО-Югры за 1970-2020 гг.**

/ Ист.: АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана» /

НГЗ (АВ1С1) = 55 683 млн.т; НИЗ = 19 941 млн.т; КИН = 0,358

Структура добычи нефти по ВПК, СПК и НПК (в %). Динамика $K_{пр}$ (мД) и $P_{наг}^{устье}$ (МПа) по ООО «РН-ЮНГ» за 1964-2000 гг.



За период с 1964 по 2000 год:

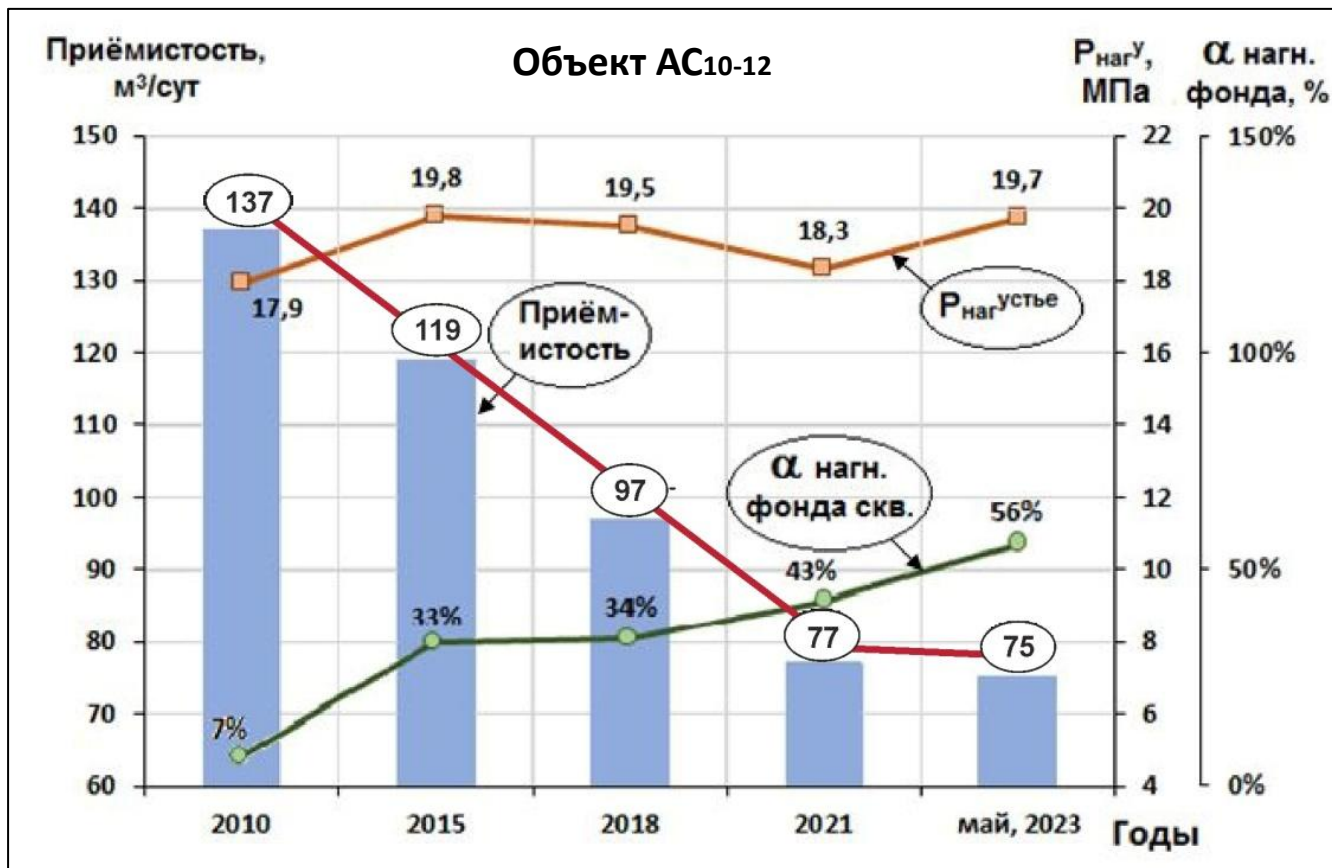
- Средняя $K_{пр}$ снизилась с 360 – до 165 мД;
- Доля ВПК упала со 100% – до 23%;
- Средн. $P_{наг}^{устье}$ выросло с 8,4 – до 16,5 МПа;
- Доля НПК увеличилась с 0 – до 37%

Показатели		Тип коллектора			Всего /среднее/
		ВПК	СПК	НПК	
Накопл. ДН, млн.т		756	440	72	1268
То же, %		60	35	5	100
$K_{пр}$, мД	max	650	150	15	650
	min	150	15	5	5
	среднее	400	80	10	270
$P_{наг}^{устье}$, МПа	max	12	16	19	19
	min	8	14	17	8
	среднее	10	15	18	12,5
$P_{наг}^{устье} / K_{пр}$, МПа/мД		0,025	0,19	1,8	0,05
То же, б/р		1,0	7,5	72	2,0

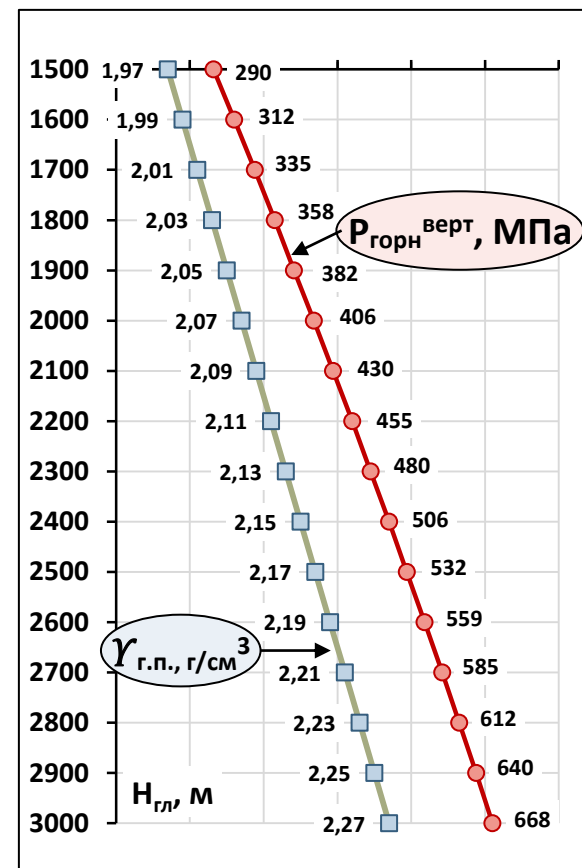
Сравнение P^* (Авто-ГРП) и $P_{\text{наг}}^{\text{заб}}$. Самотлорское месторождение

Пласт	$H_{\text{гл}}$, м	$K_{\text{пр}}$, мД	$P_{\text{наг}}^{\text{устье}}$, атм		ΔP , ат	$P_{\text{наг}}^{\text{заб}}$		ΔP , %	То же от $P_{\text{горн}}^{\text{верт}}$		
			Авто-ГРП (P^*), ат	Факт по граф., ат		Раскр. трещин (P^*), ат	Факт по граф., ат		$P_{\text{гор}}^{\text{верт}}$, ат	$P_{\text{заб}}^*$, доли ед.	$P_{\text{наг}}^{\text{заб}}$ по граф., доли ед.
АВ ₁	1680	250	92	150	+58	260	318	+22	337	0,77	0,94
АВ ₂₋₃	1700	320	82	140	+58	252	310	+23	342	0,74	0,91
АВ ₄₋₅	1750	580	63	115	+52	238	290	+22	354	0,67	0,82
БВ ₈ ⁰	2035	110	102	175	+73	305	378	+24	423	0,72	0,89
БВ ₈ ¹⁻²	2100	410	73	130	+57	283	340	+20	438	0,65	0,78
БВ ₁₀	2200	65	115	190	+75	335	410	+22	464	0,72	0,88
Среднее:			88	150	+62			+22		0,71	0,87

Параметры системы ППД Приобского месторождения (ЮЛТ)

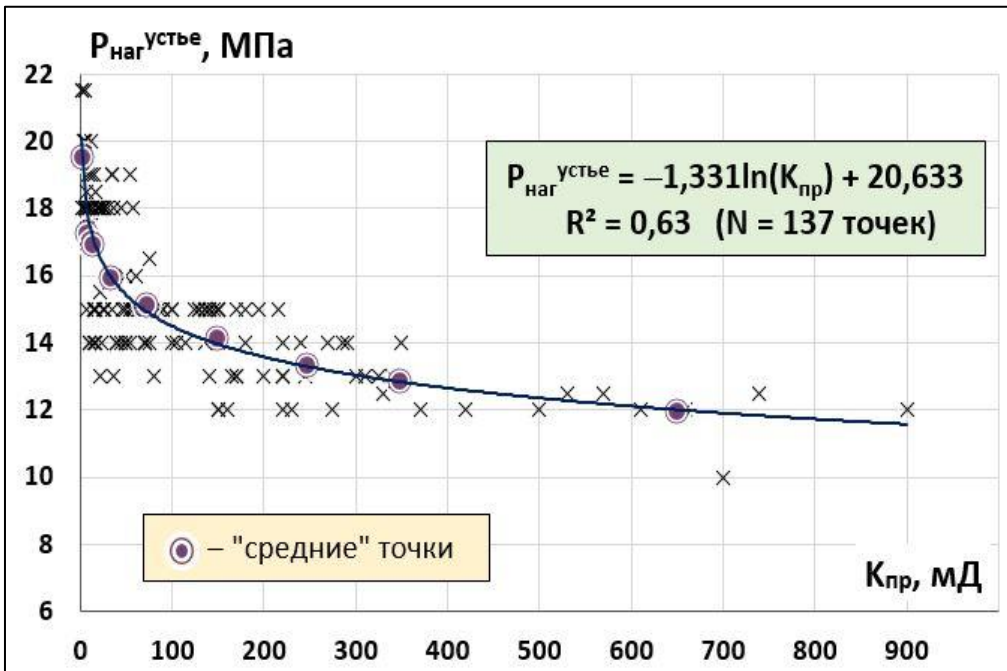


Динамика приёмистости, величины $P_{наг}^{устье}$ и доли скважин (α) с $P_{наг}^{устье} > 20$ МПа за 2010-2023 гг.

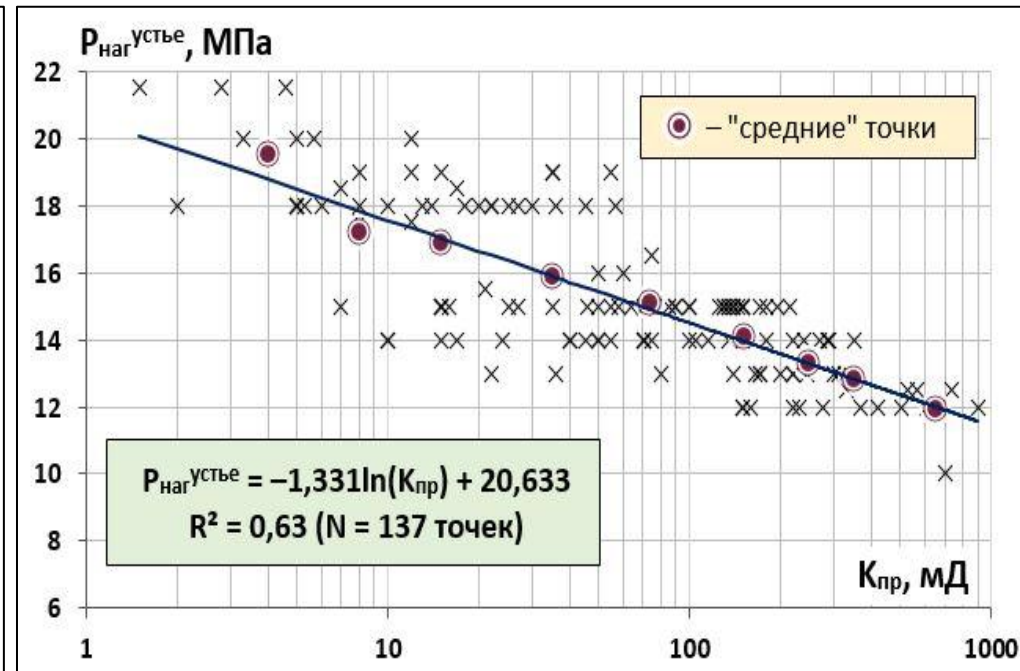


Изменение по глубине плотности горных пород и вертикального горного давления

Сопоставление величины $P_{\text{наг}}^{\text{устье}}$ и проницаемости пласта ($K_{\text{пр}}$)



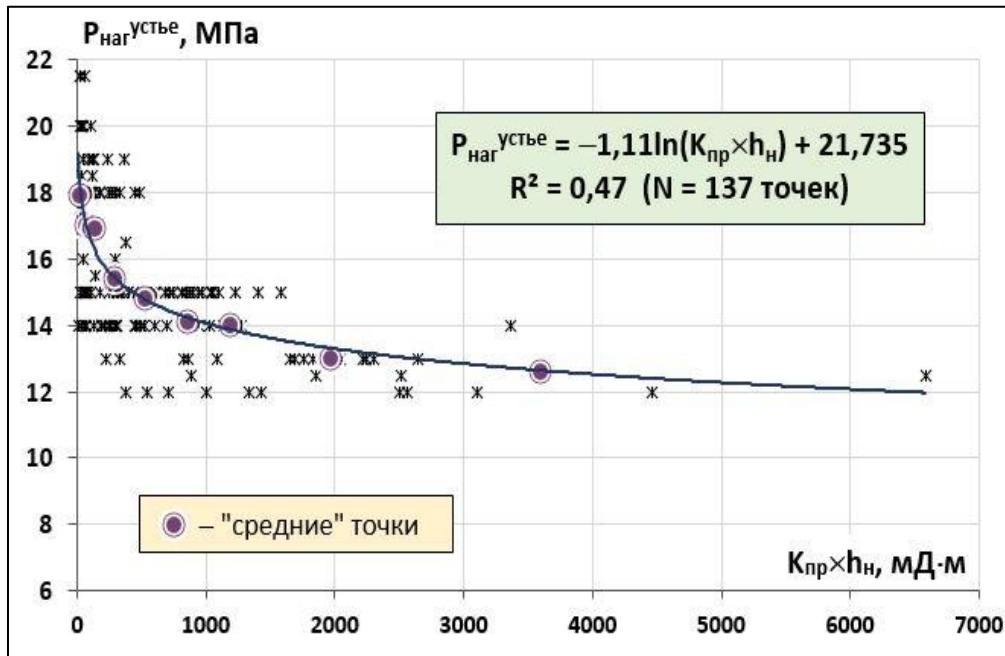
Сопоставление $P_{\text{наг}}^{\text{устье}}$ и проницаемости пласта
в линейных координатах



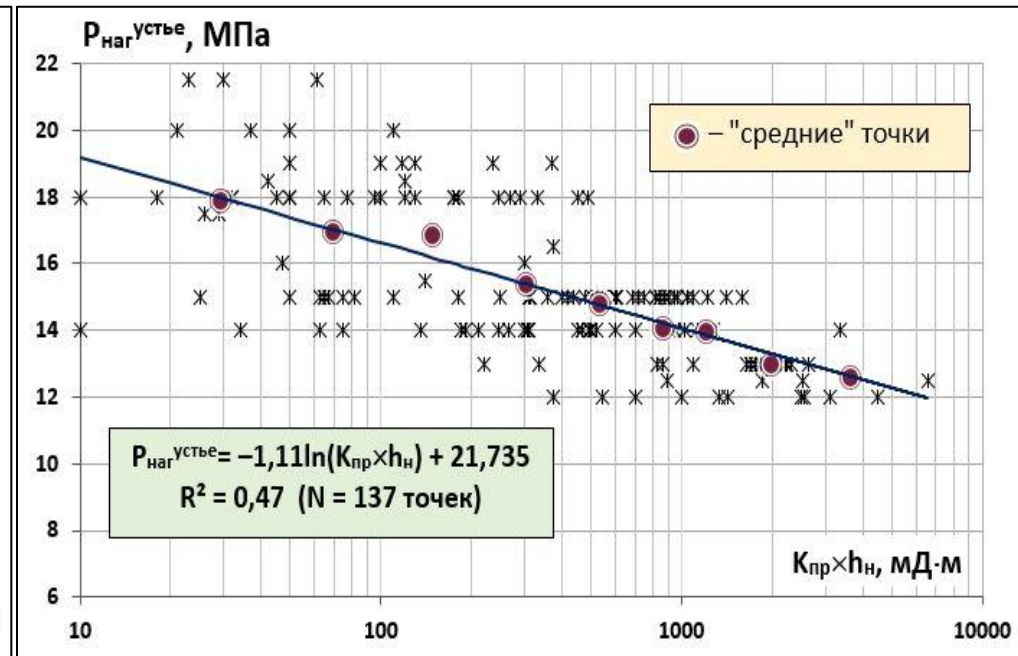
Сопоставление $P_{\text{наг}}^{\text{устье}}$ и проницаемости пласта
в «полулогарифмическом» масштабе

Наиболее сильное влияние на выбор устьевого $P_{\text{наг}}$ оказывает – «проницаемость» пласта ($R^2 = 0,63$)

Сопоставление величин $P_{\text{наг}}^{\text{устье}}$ и проводимости пласта ($K_{\text{пр}} \times h_{\text{н}}$)



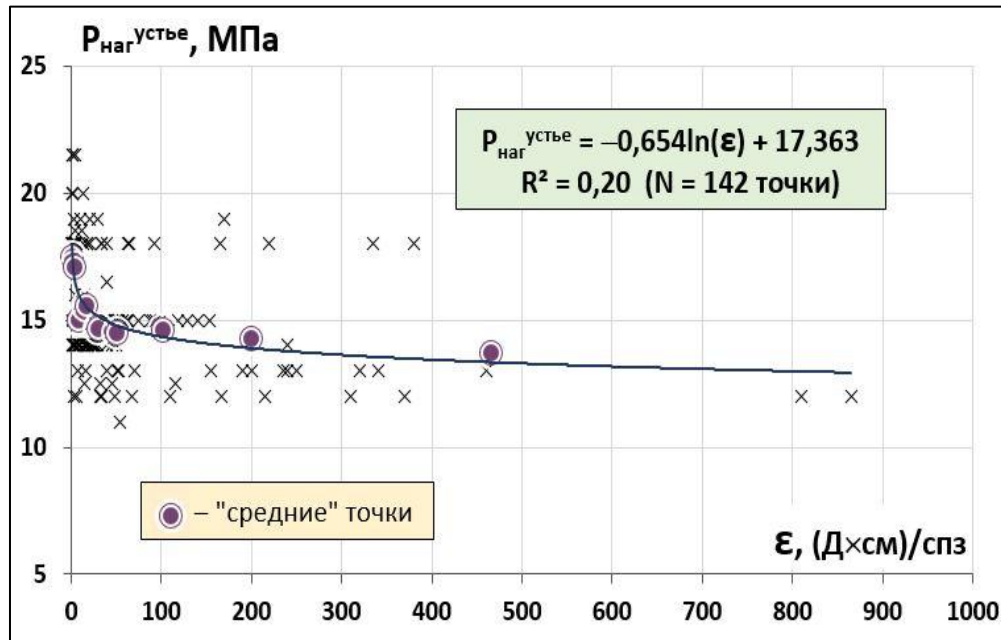
Сопоставление $P_{\text{наг}}^{\text{устье}}$ и проводимости пласта
в линейных координатах



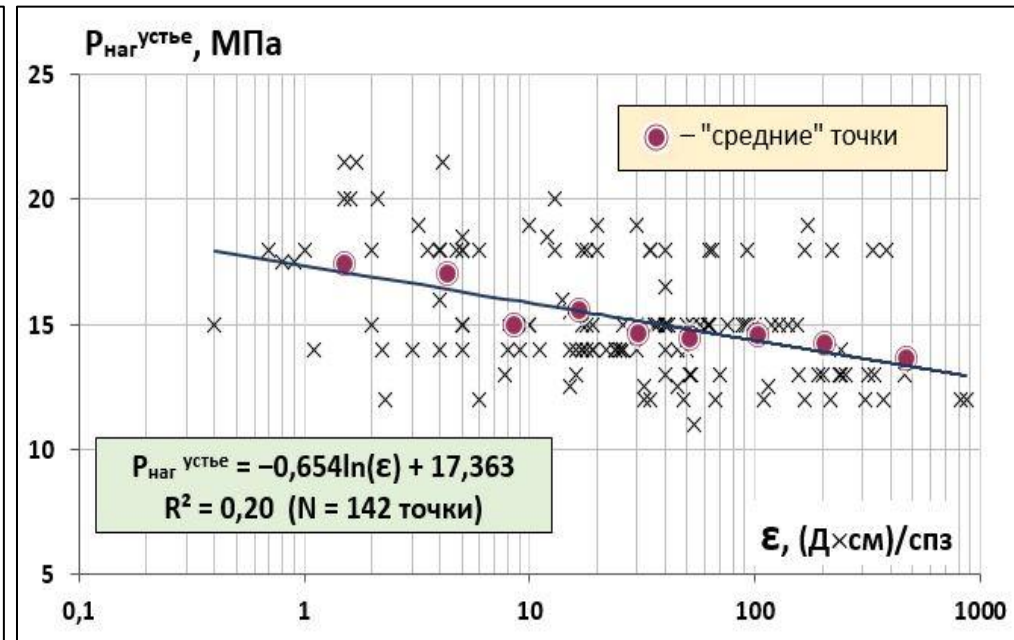
Сопоставление $P_{\text{наг}}^{\text{устье}}$ и проводимости пласта
в «полулогарифмическом» масштабе

Проводимость пласта и величина $P_{\text{наг}}^{\text{устье}}$ имеют меньшую тесноту связи ($R^2 = 0,47$), чем проницаемость ($R^2 = 0,63$)

Сопоставление величины $P_{\text{наг}}^{\text{устье}}$ и гидропроводности (ϵ)



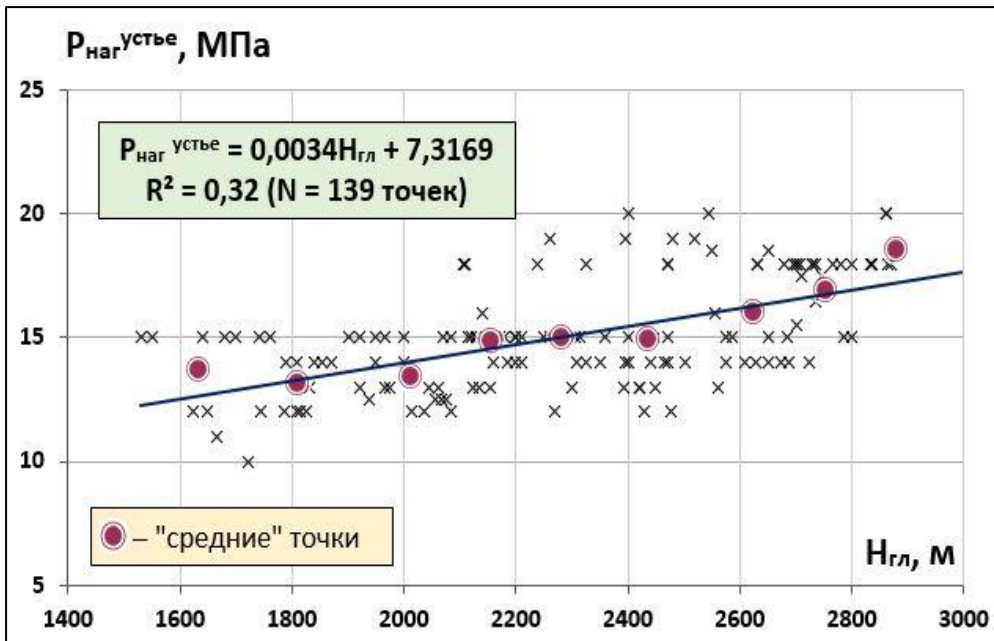
Сопоставление $P_{\text{наг}}^{\text{устье}}$ и гидропроводности пласта
в линейных координатах



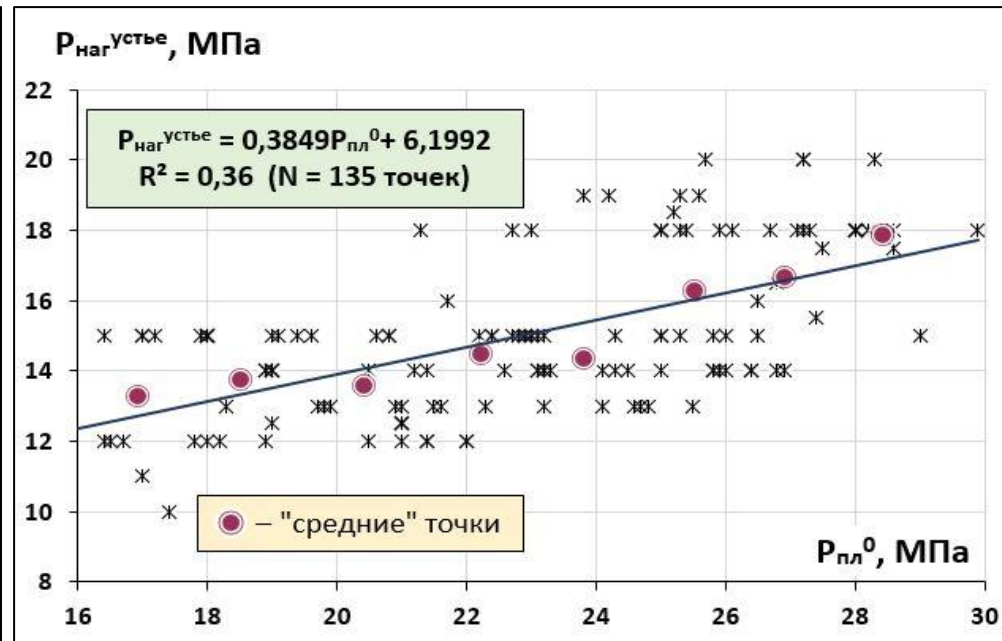
Сопоставление $P_{\text{наг}}^{\text{устье}}$ и гидропроводности пласта
в «полулогарифмическом» масштабе

Связи величин гидропроводности пласта и $P_{\text{наг}}^{\text{устье}}$ – не установлено.

Сопоставление величины $P_{\text{наг}}^{\text{устье}}$, глубины залегания пласта и начального $P_{\text{пл}}^0$



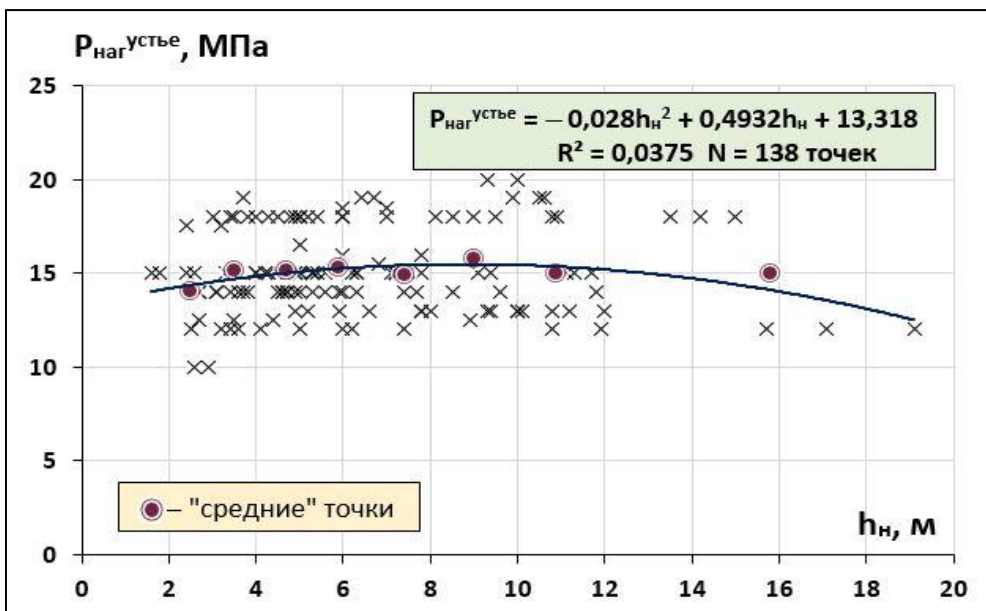
Сопоставление $P_{\text{наг}}^{\text{устье}}$ и глубины залегания пласта



Сопоставление $P_{\text{наг}}^{\text{устье}}$
и начального пластового давления

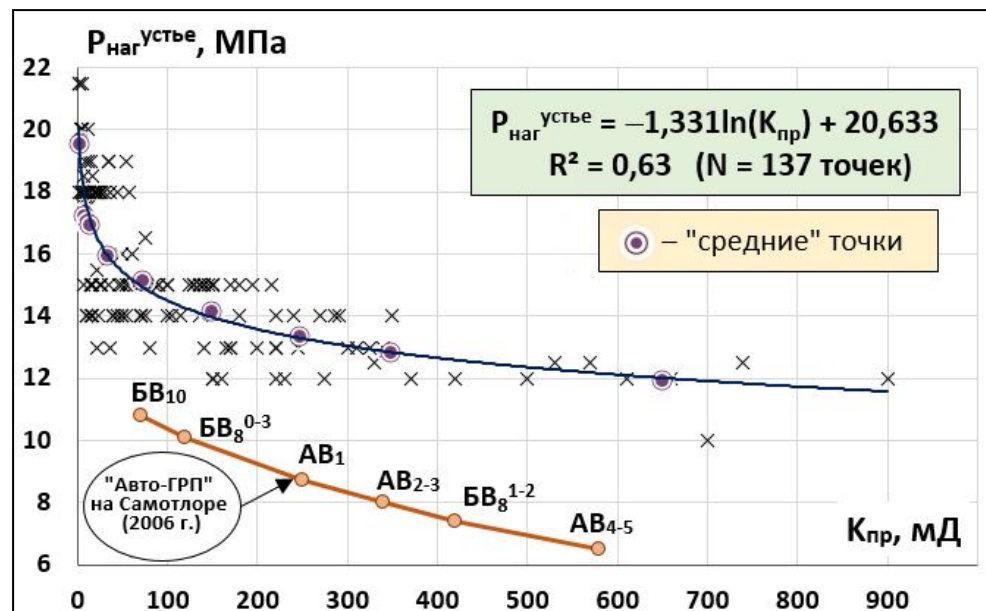
Теснота связи $P_{\text{наг}}^{\text{устье}}$ с глубиной залегания пласта и начальным $P_{\text{пл}}^0$
– меньше, чем с проницаемостью и проводимостью пласта

Сопоставление $P_{\text{наг}}^{\text{устье}}$ с нефтенасыщенной толщиной пласта



Резюме: «Корреляция» между величиной устьевого давления нагнетания и нефтенасыщенной толщиной – отсутствует.

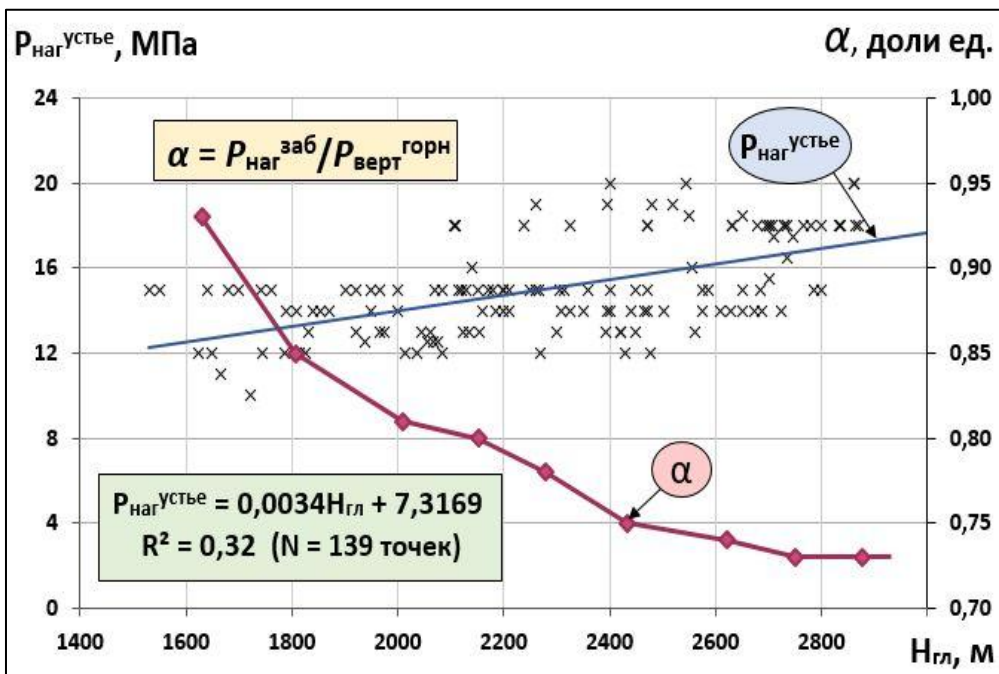
Сопоставление $P_{\text{наг}}$ (Авто-ГРП) и $P_{\text{наг}}^{\text{устье}}$ (факт) при различной проницаемости пласта



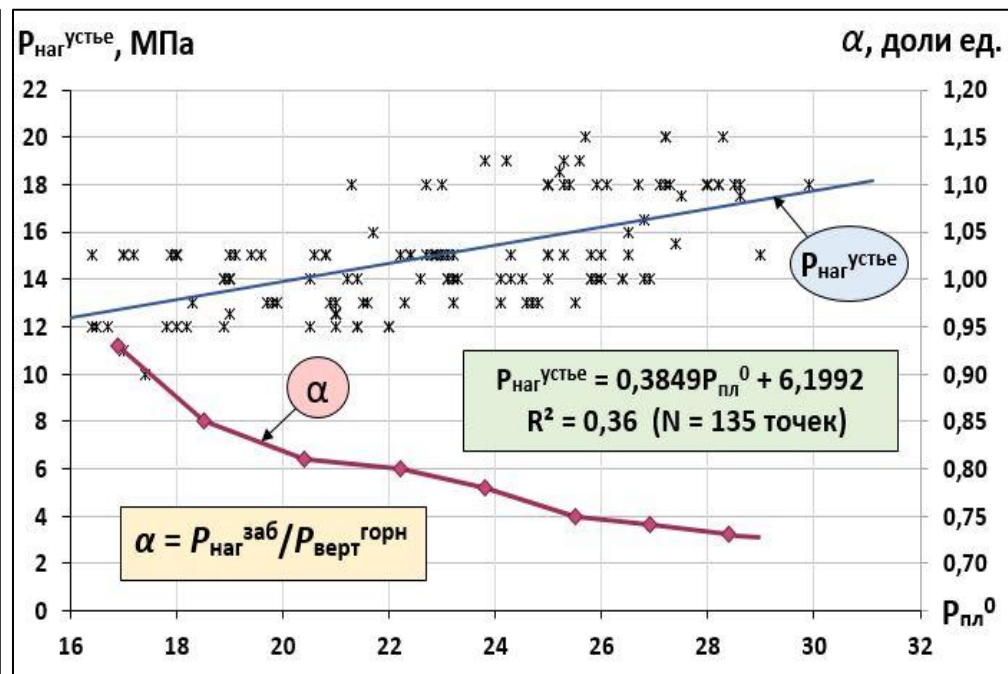
На Самотлоре: фактические устьевые давления нагнетания превышают устьевые давления (Авто-ГРП):

- в ВПК – на 5,0-5,5 МПа (60-80%);
- в СПК – на 4,0 МПа (40%)
- в НПК – на 3,5 МПа (30%)

Сопоставление $P_{\text{наг}}^{\text{устье}}$ и $P_{\text{наг}}^{\text{заб}}$ с глубиной залегания пласта, $P_{\text{пл}}^0$ и $P_{\text{горн}}^{\text{верт}}$



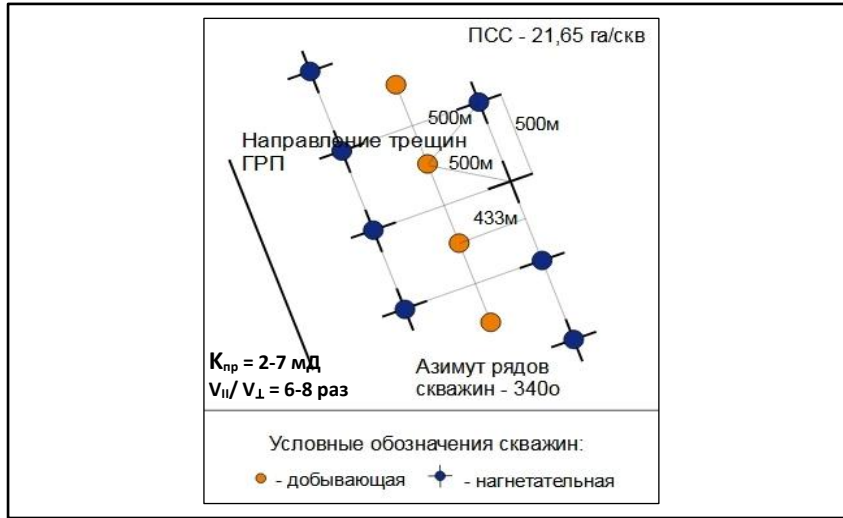
Сопоставление $P_{\text{наг}}^{\text{устье}}$, а также доли $P_{\text{наг}}^{\text{заб}}$ от $P_{\text{горн}}^{\text{верт}}$ (α) и глубины залегания пласта $H_{\text{гл}}$,



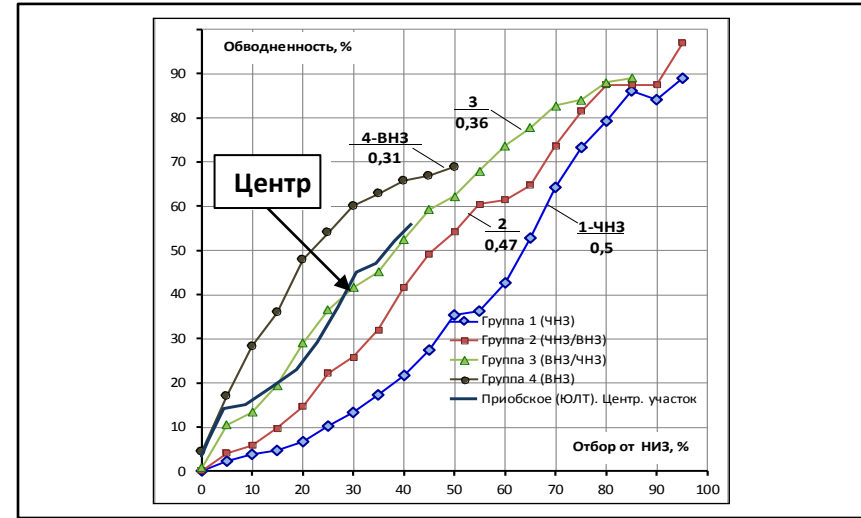
Сопоставление $P_{\text{наг}}^{\text{устье}}$, а также $P_{\text{наг}}^{\text{заб}}$ от соотн. величин $P_{\text{горн}}^{\text{верт}}$ и $P_{\text{пл}}^0$ (α)

В интервале от 1500 – до 3000 м параметр $P_{\text{наг}}^{\text{устье}}$ – «линейно» зависит от глубины залегания пласта. Отношение ($P_{\text{наг}}^{\text{заб}} / P_{\text{горн}}^{\text{верт}}$) при этом снижается с 0,93 – до 0,73.

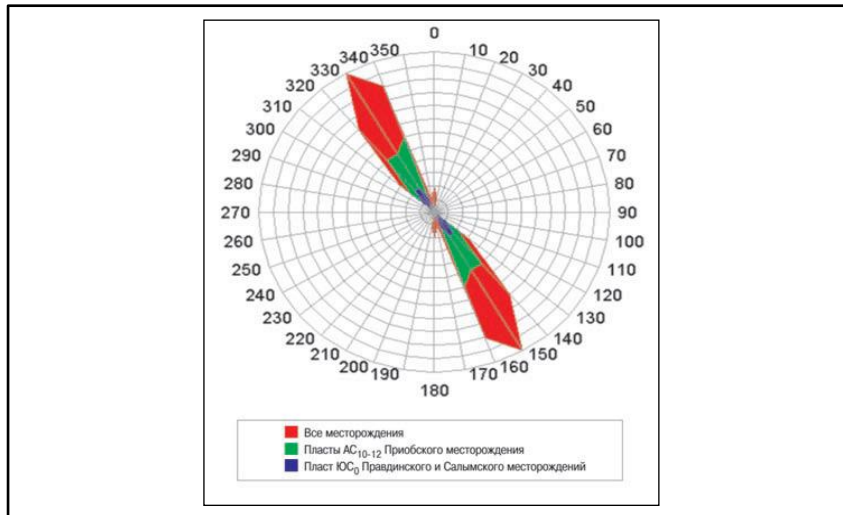
Влияние Азимута трещин ГРП (Авто-ГРП) на темпы обводнения скважин (ЮЛТ)



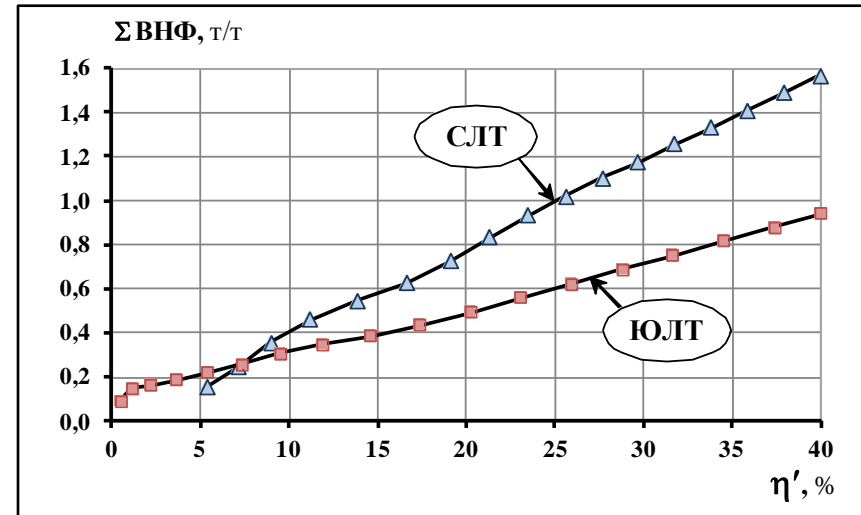
Типовой элемент размещения скважин (ЮЛТ)



Зависимости «обводнённость» – отбор НИЗ» по группам залежей (ЧНЗ, ВНЗ) Юганского района и Центр. участка ЮЛТ



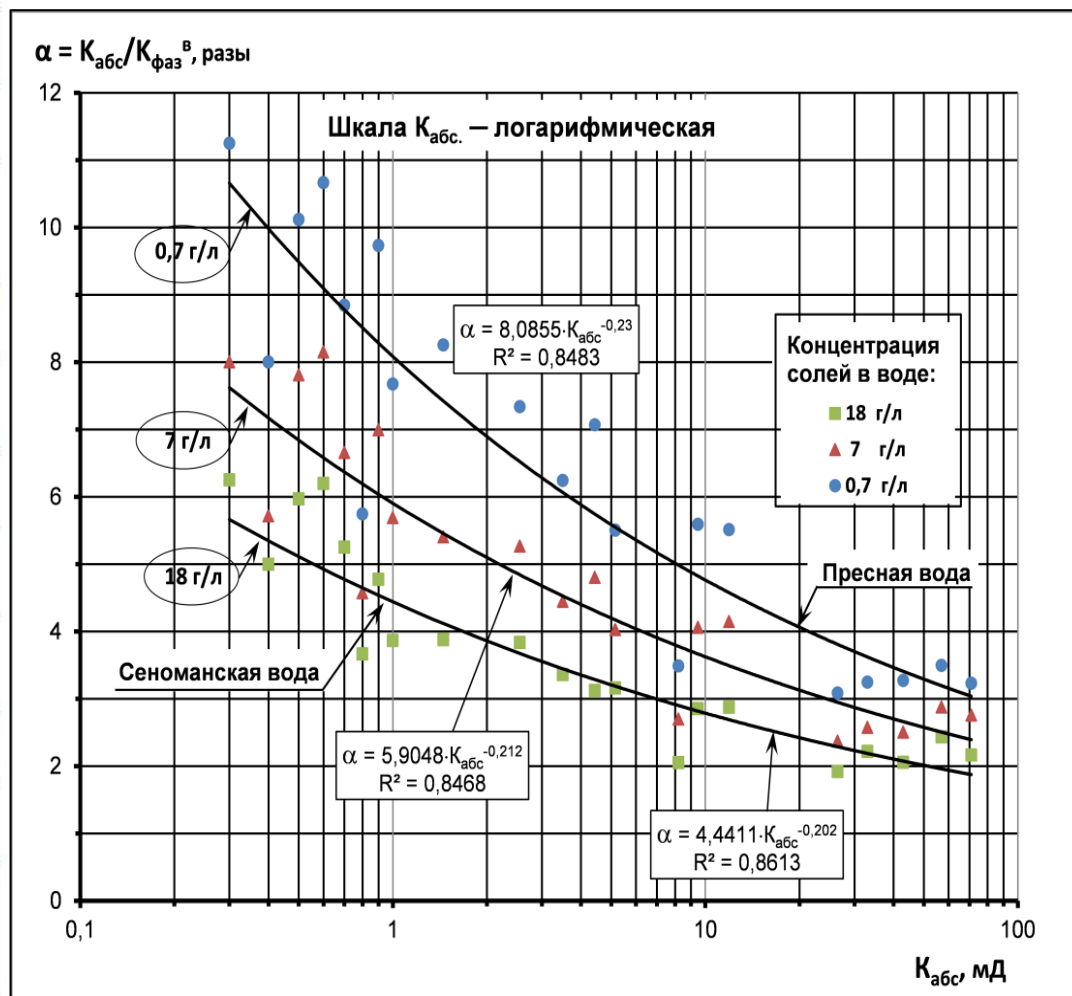
Результаты исследований по определению азимут трещин ГРП



Зависимость накопленного ВНФ от отбора НИЗ нефти по ЮЛТ и СЛТ Приобского месторождения

Влияние закачки пресной воды в УНПК на ОФП воды на примере ЮЛТ Приобского месторождения

Номер группы образцов		Группы образцов			
		1	2	3	4
Характеристика коллектора		УНПК-1	УНПК-2	НПК-1	НПК-2
Абсолютная проницаемость образцов керна, мД	min	0,3	1,0	5,2	24,0
	max	1,0	5,0	15,0	71,0
	среднее	0,70	2,6	10,6	41,4
Количество опытов		24	45	14	7
Минерализация воды, г/л	0,7	+	+	+	+
	7,0	+	+	+	+
	20	+	+	+	+
Всего опытов – 90.					
Количество единичных замеров $K_{\text{фаз}}^B$ – 270					



Зависимости степени снижения $K_{\text{фаз}}^B$ на керне от абсолютной проницаемости $K_{\text{абс}}$ образцов (в логарифмическом масштабе) и минерализации прокачиваемой воды

Выводы и рекомендации

1

- 1) Путём обработки данных по 137 объектам Западной Сибири установлена зависимость $P_{\text{наг}}^{\text{устье}}$ от ГФХ (проницаемость и др.) и глубины залегания пластов.
- 2) Согласно полученным зависимостям оптимальное устьевое давление нагнетания составляет:
 - для «ВПК» (900 - 300 мД) – 10-13 МПа;
 - для «СПК» (300 - 50 мД) – 13-16 МПа;
 - для «НПК» (50 - 5 мД) – 16-18 МПа;
 - для «УНПК» ($K_{\text{пр}} < 5$ мД) – 20-22 МПа (ТРИЗ).
- 3) При разработке залежей с ТРИЗ (НПК/УНПК) считать эффективным и обоснованным создавать $P_{\text{заб}}^{\text{наг}}$ – на 20-25% выше давления раскрытия трещин («Авто-ГРП») при условии правильного определения и учёта Азимута трещин гидроразрыва.

Выводы и рекомендации

2

- 4) В коллекторы типа «НПК/УНПК» (< 50 мД) на начальных этапах разработки закачка «пресной» воды – не рекомендуется ввиду многочисленных неблагоприятных осложнений.
- 5) С учётом особой важности предлагается фиксировать параметр $P_{\text{наг}}^{\text{устье}}$ – в постановляющей части Протоколов ЦКР при согласовании ПТД.
- 6) Составить: «Методическое руководство по выбору $P_{\text{наг}}^{\text{устье}}$ на нефтяных месторождениях РФ».
- 7) На специальных полигонах ТриЗ провести ОПР по изучению эффективности увеличения $P_{\text{наг}}^{\text{устье}}$ – до 25-27 МПа с доведением $P_{\text{заб}}^{\text{наг}}$ – до величины 0,85-0,90 от вертикального горного давления.